

Изобретение относится к нефтегазодобывающей промышленности, в частности, к способам обработки призабойной зоны скважин.

При глушении скважин буровыми растворами или пластовой водой происходит ухудшение проницаемости призабойной зоны пласта за счет образования стойкой водонефтяной эмульсии, блокирующей поры продуктивного горизонта. В результате вокруг ствола скважины образуется водонефтяной барьер, преграждающий путь нефти из пласта к скважине.

Более близким к предлагаемому по технической сущности является способ обработки призабойной зоны скважины путем закачки в нее растворителей и извлечения на поверхность продуктов разрушения [1].

Данный способ эффективен в карбонатных отложениях и при трещиноватых коллекторах. Однако, в терригенных коллекторах эффективность способа очень низкая. Это объясняется следующим.

Скелет породы в таких породах имеет в своем составе труднорастворимые окислы, например, SiO_2 и др. А так как раствор ПАВ не может растворить скелет породы, то находящаяся там связанная вода и крупные глобулы эмульсии остаются вне зоны действия.

Целью настоящего изобретения является повышение эффективности обработки призабойной зоны скважины в терригенных коллекторах, заблокированных водонефтяной эмульсией.

Указанная цель достигается тем, что в известном способе обработки призабойной зоны скважины путем закачки в нее растворителей и извлечения на поверхность продуктов разрушения, в качестве растворителей применяют растворы щелочей и неионогенных поверхностно-активных веществ при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Щелочь	3–43
Неионогенное ПАВ	0,5–1,5
Пресная вода	Остальное,

при этом растворитель подают до низа насосной колонны в объеме, занимающем по высоте не менее 500 м, ствола скважины, после чего скважину оставляют в покое для опускания растворителя в призабойную зону и последующего воздействия на нее, а по окончании воздействия производят извлечение продуктов разрушения на поверхность.

Предложены разные варианты обработки. Первый вариант, когда в качестве щелочи применяют гидроокись аммония при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Гидроокись аммония	12–43
Неионогенное ПАВ	0,5–1,5
Пресная вода	Остальное

Второй вариант: в качестве щелочи применяют гидроксид натрия при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Гидроксид натрия	4–15
Неионогенное ПАВ	0,5–1,5
Пресная вода	Остальное

Третий вариант: в качестве щелочи применяют гидроокись калия при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Гидроокись калия	3–12
Неионогенное ПАВ	0,5–1,5
Пресная вода	Остальное

В качестве щелочи применяют щелочи наиболее активных металлов: K, Na, NH_4 . В качестве неионогенных: неонол, дисолван 4411, ОП-7, ОП-10 и другие.

Способ осуществляется следующим образом.

Приготавливают в емкости предлагаемый растворитель согласно названной выше рецептуре. Этот состав закачивают в скважину до низа насосной колонны и оставляют скважину в покое для опускания растворителя в призабойную часть скважины и последующего "растворения" обрабатываемой зоны. По окончании воздействия скважину пускают в работу для очистки призабойной зоны пласта от продуктов разрушения.

Эффект при обработке достигается за счет следующего. Так как стенки перфорационных каналов покрыты пленкой нефти, то за счет наличия в растворителе мелко диспергированного ПАВ эта пленка быстро отмывается. Наличие ПАВ снижает вязкость водной фазы и межфазное натяжение на границе нефть-вода. В результате, глинистые частицы, имеющиеся в скелете горных пород, лучше гидратируются. В результате за счет улучшения проницаемости призабойной зоны обеспечивается более эффективный вынос инфильтрата и в том числе фазовой проницаемости для нефти. Происходит разрушение крупных глобул водонефтяной эмульсии, находящихся в порах пласта пристволовой части скважины.

Так как поверхность пласта "очистилась" от нефтяной пленки, в том числе "очистились" поры пласта пристволовой части скважины от водонефтяной эмульсии, то со скелетом пласта начинает реагировать щелочная часть растворителя. В ходе реакции из глинистых частиц и кремнийсодержащих пород "удаляется" SiO_2 . Реакция идет по такой схеме (на примере NaOH):



Силикат натрия является хорошим эмульгатором, растворимым в воде. А вода имеется и в составе растворителя и в водонефтяной эмульсии. Поэтому образующийся силикат натрия растворяется в этой воде. А так как частицы SiO_2 являются связующими звеньями в глинистых частицах, то связь между частицами нарушается. Окислы металлов (Al_2O_3 и др.), потерявшие молекулярную связь с другими элементами глинистой молекулы, превращаются в мелкодисперсные частицы и легко выносятся по каналам продуктивного пласта в момент вызова притока.

В результате разрушения скелета пласта, окружающего ствол скважины, растворитель получает доступ к

скелету горного массива, контактирующему со скелетом пласта, разрушенному при начальном действии растворителя, описанному выше.

Вначале полезное действие оказывается ПАВ, диспергированной в водной фазе растворителя. ПАВ отмывает нефть, АСПО и др., находящуюся на стенке скелета продуктивного пласта, разрушает глобулы водо-нефтяной эмульсии, находящиеся в порах пласта. С чистым ("отмытым") каркасом вступает в реакцию щелочная часть растворителя! После разрушения этой части горного массива, окружающего ствол скважины, ПАВ отмывает стенки нового скелета горного массива, прилегающего к предыдущему. И так до тех пор, пока в растворителе будет щелочная часть и ПАВ. Движение растворителя в сторону пласта и в последующем по пласту обеспечивают гравитационные силы (так как удельный вес растворителя всегда выше удельного веса флюида пласта). Наличие ПАВ в растворителе ускоряет диспергирование разрушенных частиц в водной фазе растворителя и водонефтяной эмульсии. Таким образом, наличие в растворителе щелочи и неионогенных ПАВ обеспечивает эффективное воздействие на призабойную часть. Каждая составная часть подготавливает фронт воздействия для следующей части. При этом продукты реакции удаляются (переходят в растворитель). В результате ПАВ эффективно отмывает поверхность скелета горных пород по глубине пласта, а щелочь его постоянно разрушает. При наличии АСПО (асфальто-смолисто-парафиновых частиц) происходит их эффективное "растворение" за счет сниженных межфазного натяжения на границе "нефть-растворитель".

Пример 1. Способ применили на скважине №36 Бугреватовского месторождения.

Данные по скважине: эксплуатационная колонна $\varnothing 146$ мм спущена на 3600 м., насосная колонна (НКТ $\varnothing 73$ мм) - на 1900 м. Скважина эксплуатировалась глубинно-насосным способом. После ремонта скважины дебит снизился в два раза из-за образования вокруг ствола скважины барьера из-за стойкой водонефтяной эмульсии. Продуктивные отложения представлены песчинками, ареллитами, т.е. терригенными образованиями. Забойная температура в интервале перфорации (3500-3510 м) - 69°C .

Способ осуществили следующим образом.

Приготовили 7 м³ растворителя с концентрацией гидрата окиси аммония 21% и ПАВ (неонол В 1416-12) 0,7%. Все это тщательно перемешали в мерниках агрегата и при открытом трубном пространстве закачали в затрубное пространство, продавив его нефтью до низа насосной колонны. Закрыли трубное и затрубное пространство скважины оставили в покое на 27 часов. После этого скважину ввели в эксплуатацию (не поднимая глубинно-насосного оборудования). Дебит скважины восстановился.

Оптимальное соотношение компонентов, входящих в состав растворителя по данному способу (по данным лабораторных исследований и проверенных в промысловых условиях при обработке 14 скважин разной глубины) находится в следующих пределах, мас. %:

Гидрат окиси аммония	12-43
Неионогенное ПАВ	0,5-1,5
Пресная вода	Остальное

Более высокое содержание NH_4OH и ПАВ - для более вязких нефтей и пониженных температур. Способ применяется при пластовых температурах до 70°C .

Время выдержки скважин в покое определяется исходя из следующего.

Как установлено экспериментально, скорость опускания растворителя при разности удельных весов 0,15 и выше составляет 70 м/с. Удельный вес нефти, заполняющей ствол скважины №36, равен $0,82\text{ г/см}^3$, а растворителя - $1,05\text{ г/см}^3$. До призабойной зоны от низа насосной колонны расстояние составляет 3500-1900 - 1600 м. Время, необходимое для перемещения растворителя от низа насосной колонны до призабойной зоны, составляет: $1600:70 = 22,8$ часа (23 часа), плюс время на воздействие в призабойной зоны - 4 часа. Общее время нахождения скважин в покое:

$$23 + 4 = 27 \text{ часов.}$$

Пример 2. Способ применили на скважине №57 Бугреватовского месторождения (другой блок).

Данные по скважине: эксплуатационная колонна $\varnothing 146$ мм спущена на 3850 м, насосная колонна - 1980 м. Скважина эксплуатируется с помощью глубинно-насосного оборудования. После ремонта скважин дебит снизился с 12 тонн в сутки до 3,7 из-за блокирования призабойной зоны стойкой водонефтяной эмульсией и закупорки ее асфальто-смолисто-парафиновыми частицами. Забойная температура - 78°C . Интервал перфорации 3773-3791 м. Уд.вес нефти - $0,981\text{ г/см}^3$, вязкость - 100-110 сСт.

Для обработки ПЗП приготовили 9 м³ растворителя следующего состава, мас. %:

Гидрат окиси натрия	15
Неонол В 1020-40	1,5
Пресная вода	Остальное

и закачали его до низа насосной колонны, продавив с помощью эмульсионного раствора уд.веса $1,4\text{ г/см}^3$ и скважину оставили в покое на 36 часов из расчета обеспечения для воздействия растворителя на ПЗП не менее 6 часов. После этого скважину ввели в эксплуатацию с прежним дебитом - 12 тонн в сутки.

По данным испытаний способ наиболее эффективен при забойных температурах свыше 70°C , удельном весе нефти свыше $0,89\text{ г/см}^3$ и вязкости ее больше 80 сСт.

Пример 3. Способ применили на скважине №29 Бугреватовского месторождения (новый блок месторождения).

Данные по скважине: эксплуатационная колонна $\varnothing 140$ мм спущена на 4465 м, колонна НКТ - 3100 м. Скважина эксплуатируется газлифтным способом. Интервал перфорации: - 4391-4412 м. Забойная температура 101°C . Удельный вес нефти - $0,983\text{ г/см}^3$, вязкость - 224 сСт.

Приготовили растворитель в количестве 7,5 м³ следующего состава, мас. %:

Гидрат окиси калия	12
ПАВ ОП-10	1,4
Пресная вода	Остальное

и закачали до низа насосной колонны, продавив эмульсионным раствором уд.веса $1,35 \text{ г/см}^3$. Скважину оставили в покое на 24 часа из расчета времени воздействия растворителя не менее 3 часов. После этого скважину ввели в эксплуатацию газлифтным способом. В первые 2 часа после пуска скважины в работу выносило продукты разрушения призабойной зоны, после чего дебит скважины восстановился и стал равным 17,3 тонны в сутки безводной нефти.

Лабораторным путем установлено следующее соотношение компонентов растворителей, мас. %: КОН - 3-12, ПАВ - 0,5-1,5. Верхний предел содержания компонентов для более тяжелых нефтей и более вязких. Рациональная область применения способа с данным растворителем: уд. вес нефти более $0,92 \text{ г/см}^3$, вязкость свыше 150 сСт при забойных температурах свыше 100°C .

Преимущества предлагаемого способа:

1. Способ позволяет эффективно обрабатывать как нефтяные, так и нагнетательные скважины с терригенными коллекторами, сложенными глинистыми и кремнийсодержащими породами, имеющими низкую проницаемость с наличием парафина и смолистых свыше 20%. Особенно эффективен на больших глубинах с забойной температурой свыше 100°C , где кислотные растворы не могут быть применены из-за малой их активности в таких условиях. Наибольшая эффективность способа с целью разрушения стойкой водонефтяной эмульсии с одновременной закупоркой ПЗП асфальто-смолисто-парафиновыми частицами.

2. Технология способа проста и не требует переподготовки персонала.

3. Для обработки по предлагаемому способу не требуется производить подъем скважинного оборудования.

Способ прошел испытания в Ахтырском НГДУ и с 01.11.92 г. принят к внедрению техсоветом НГДУ.